Министерство нефтяной промышленности

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА

проведения сличительных замеров количества товарной нефти по счетчикам и калиброванным резервуарам на пунктах приема-сдачи нефти

РД-39-30-431-82

Уфа - 1982

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель министра
нефтяной промышленности
В.И.Кремнев
"26" мая 1982 г.

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА

проведения сличительных замеров количества товарной нефти по счетчикам и калиброванным резервуарам на пунктах приема-сдачи нефти

РД-39-30-731-82

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Всесоюзным производственным объединением "Союзнефтеавтоматика"
Начальник объединения, к.т.н. Ф.Р.Сейль

Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов
Директор ВНИИСПТнефть, к.т.н. А.Г.Гумеров

Ответственные исполнители:

Зам.начальника отдела ВПО "Союзнефтеавтоматика" В.В.Еременко
Зам.директора ВНИИСПТнефть, к.т.н. В.П.Свиридов
Зав.лабораторией, к.т.н. Н.А.Кондратьев
Зав.сектором, к.т.н. А.Н.Левяцов
Зав.сектором, к.т.н. В.Л.Беляков

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Технического управления Д.Н.Байдиков
Зам.начальника Управтоматизации Ю.А.Надеин
Начальник Упрнефтегаздобычи В.В.Гнатченко
Зам.начальника Главтранснефти В.И.Нестеров

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Типовая методика проведения сличительных замеров количества товарной нефти по счетчикам и калиброванным резервуарам на пунктах приема-сдачи нефти

РД-39-30-731-82

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 29.09.82 г. № 509 .

Срок введения установлен с 1.11.82 г.
Срок действия до 1.11.87 г.

Настоящая типовая методика устанавливает технические требования, основные методические положения и порядок проведения сличительных замеров количества товарной нефти /в дальнейшем - "нефть"/ по счетчикам и калиброванным резервуарам на пунктах приема-сдачи нефти /ППС/.

На основе настоящей типовой методики разрабатывается, согласовывается и утверждается на месте программа и методика проведения сличительных замеров применительно к конкретным условиям данного ППС.

Руководящий документ разработан во исполнение приказа Миннефтепрома от 29.09.81г. № 811 "О дополнительных мерах по повышению качества подготовки и совершенствованию системы транспортирования и учета западно-сибирской нефти".

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Сличительные замеры количества нефти по счетчикам и калиброванным резервуарам проводятся для определения величины поправочного коэффициента по данному ППС.

I.2. Необходимым условием проведения сличительных замеров является соответствие товарной нефти требованиям ГОСТ 9965-76 и обязательный двухчасовой отстой нефти в резервуарах перед перекачкой на узел учета.

I.3. Проведение сличительных замеров количества нефти осуществляется в соответствии с графиком, разработанным Главтюменнефтегазом и Главтранснефтью и утвержденным Миннефтепромом. График должен предусматривать выполнение мероприятий по улучшению качества подготовки нефти, предусмотренных приказом Миннефтепрома от 29.09.81г. № 511, результаты комиссионного обследования технического состояния ППС согласно Указанию Миннефтепрома от 14.12.81г. № 418 и заданий производственного плана поставки нефти владельца ППС.

I.4. Проведение сличительных замеров осуществляется комиссией, назначаемой совместным приказом Главтюменнефтегаза и Главтранснефти. В состав комиссии включаются представители ВПО "Союзнефтеавтоматика" /или его территориальных предприятий/ - председателем комиссии, территориальных органов Госстандарта СССР, производственных объединений, нефтегазодобывающих управлений, управлений магистральными нефтепроводами, районных нефтепроводных управлений. Характер работы комиссии /разовая или постоянно действующая по каждому производственному объединению Главтюменнефтегаза и периодичность работы/ также определяются указанным выше совместным приказом.

I.5. Одновременно утверждаются программа и методика проведения сличительных замеров на данном ППС, которые, на основе настоящей типовой методики, разрабатывает предприятие-владелец ППС. Программа и методика /совместно с технологической схемой проведения сличительных замеров, предусматривающей опорожнение или наполнение калиброванных резервуаров/ согласовываются с

предприятиями, участвующими в учетно-расчетных операциях на данном ППС, с ВПО "Союзнефтеавтоматика" и территориальным органом Госстандарта СССР.

I.6. По результатам сличительных замеров комиссия устанавливает величину поправочного коэффициента по данному ППС.

Если члены комиссии не приходят к единому мнению по величине поправочного коэффициента, то принимающая нефть сторона ведет расчет с поставщиком с учетом существующего до проведения сличительных замеров коэффициента, до решения комиссии Миннефтепрома. Рассмотрение возникших разногласий по установлению поправочного коэффициента производится комиссией Миннефтепрома в течение месяца после представления материалов сличительных замеров

I.7. Предприятие-владелец ППС оповещает членов комиссии о дате прибытия на объект не менее чем за I5 дней до начала проведения сличительных замеров, организует и обеспечивает работу комиссии.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.I. Технические требования к узлу учета нефти.

В состав узла учета нефти должны входить:

2.I.I. Рабочие, резервные и контрольная измерительные линии с турбинными преобразователями расхода /ТПР/ и вспомогательным оборудованием /фильтрами, струевыпрямителями и запорно-регулирующей арматурой/.

2.I.2. Блок контроля качества нефти, включающий циркуляционный насос /при необходимости/, автоматические поточные анализаторы - плотномер и влагомер, автоматический пробоотборник Допускается проведение сличительных замеров без автоматичес[illegible]го

поточного влагомера.

2.I.3. Стационарная трубопоршневая установка /ТПУ/ или отводы для присоединения передвижной ТПУ.

2.I.4. Устройство регулирования давления на выходе из узла учета нефти /клапан, задвижка и т.п./.

2.I.5. Приборы и устройства контроля за режимом работы узла учета /манометры, термометры и др./.

2.I.6. Индикатор наличия свободного газа ИФС-I должен быть установлен, в соответствии с решением коллегии МНП от 22 апреля I982 года, в местах определенных институтом ВНИИСПТнефть. (Приложение I0).

2.I.7. Вторичные приборы /блоки/ обработки, индикации и регистрации результатов измерения.

2.I.8. Технические характеристики и функциональные возможности средств измерений узла учета должны соответствовать условиям эксплуатации и физико-химическим параметрам нефти.

2.I.9. Турбинные преобразователи расхода узла учета нефти должны иметь действующие на время проведения сличительных замеров свидетельства о поверке, проведенной на узле учета с помощью трубопоршневой установки /стационарной или передвижной/ согласно методическим указаниям Госстандарта СССР. Перечень руководящих, нормативных и методических указаний Госстандарта СССР приведен в приложении 2 к настоящей типовой методике.

Приборы качества нефти /плотномер и влагомер/ должны иметь действующие свидетельства о поверке.

Вторичные приборы обработки, индикации и регистрации долж-

ны быть аттестованы в установленном порядке.

Аттестованный узел учета должен иметь допустимую погрешность согласно методике определения суммарной погрешности, разработанной КФ ВНИИФТРИ.

2.I.I0. Кабельные линии связи между первичными преобразователями /датчиками/ и шкафом вторичной аппаратуры должны быть надежно защищены от электрических помех.

2.I.II. Плотность нефти должна измеряться на узле учета непрерывно поточным автоматическим плотномером.

2.I.I2. Отбор проб нефти для анализов должен производиться на узле учета автоматическим пробоотборником.

2.I.I3. Узел учета нефти, на который производятся сличительные замеры, рабочие ТПР, приборы качества, вторичная аппаратура, ТПУ стационарная должны отвечать требованиям действующих руководящих и нормативных документов и настоящей типовой методики.

2.I.I4. Давление на выходе узла учета нефти должно быть не менее 0,3 МПа, что обеспечивает, согласно руководящим документам, однофазный поток нефти через измерительные линии.

2.I.I5. На НПС должна быть обеспечена телефонная /радио/ связь между операторной, где установлена вторичная аппаратура, и технологической площадкой узла учета нефти, насосной и резервуарным парком.

2.2. Технические требования к калиброванному резервуару.

2.2.I. Для проведения сличительных замеров должен быть использован фактически задействованный в технологической обвязке товарный резервуар, имеющий градуировочную характеристику /калибровочную таблицу/ согласно ГОСТ 8.380-80, согласованную с местным органом Госстандарта СССР /в дальнейшем - калиброванный резервуар/.

2.2.2. Калиброванный резервуар должен быть свободным от парафинистых отложений, возможной технологической грязи и скоплений воды.

2.2.3. Резервуарное оборудование должно удовлетворять требованиям действующих руководящих и нормативных документов.

2.2.4. Плотность нефти в калиброванном резервуаре определяется по объединенной пробе, отобранной согласно ГОСТ 2517-80, пикнометром по ГОСТ 3900-47.

2.2.5. Измерение уровня нефти в калиброванном резервуаре производится рулеткой-лотом по ГОСТ 7502-80.

2.2.6. Средняя температура нефти в калиброванном резервуаре определяется в соответствии с ГОСТ 8.380-80 ртутным термометром с ценой деления 0,5°С по ГОСТ 2823-73.

2.2.7. Приборы, используемые для измерения давления, температуры, уровня, плотности и физико-химических свойств нефти, должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов, должны быть поверены и аттестованы в установленном порядке.

2.3. Технические требования к технологическим трубопроводам и запорной арматуре.

2.3.1. Технологические трубопроводы от выходного коллектора узла учета нефти до калиброванного резервуара должны быть свободны от парафинистых отложений, возможного скопления воды и газа в низких и высоких точках трассы.

2.3.2. Протяженность трубопровода от выходного коллектора узла учета до калиброванного резервуара не должна превышать 300 м; должны быть обеспечены условия, исключающие самотечный режим в трубопроводе до калиброванного резервуара.

2.3.3. Запорная арматура на узле учета нефти и технологических трубопроводах должна быть герметична в соответствии с

техническим паспортом.

2.3.4. Все отводы от технологического трубопровода, соединяющего узел учета нефти с калиброванным резервуаром, должны быть отсечены заглушками или двумя задвижками, имеющими визуальный контроль протечек между ними.

3. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Предприятие-владелец ППС:

3.1. Выполняет ревизию оборудования, комплекс профилактических работ и поверок средств измерений, обеспечивающих соответствие узла учета нефти, калиброванного резервуара и технологических трубопроводов и запорной арматуры техническим требованиям согласно разделу 2 настоящей типовой методики.

3.2. Совместно с предприятием, участвующим в учетно-расчетных операциях, согласно утвержденной программе проведения сличительных замеров по каждому ППС, проверяет на герметичность технологическую схему, согласно требованиям ГОСТ 356-68. Запорная арматура, отсекающая направления, не используемые при проведении работ, должна быть отглушена и иметь визуальный контроль герметичности.

При невозможности установки заглушек после проверки герметичности задвижек последние должны быть опломбированы и иметь визуальный контроль отсутствия протечек с помощью контрольных вентилей, манометров и других методов.

3.3. Подготавливает по каждой измерительной линии и в целом по узлу учета нефти справку о режимах работы за предшествующий год по данным режимных технологических карт /диапазоны изменения расхода, давления, температуры и вязкости нефти в

зависимости от времени по двухчасовкам.

3.4. Подготавливает и представляет Главтюменнефтегазу и Главтранснефти проект совместного приказа о составе комиссии, программу и сроки проведения сличительных замеров на основе настоящей типовой методики по каждому ППС.

3.5. Представляет комиссии в натуре технологическую схему, узел учета нефти и калиброванный резервуар, подготовленные к проведению сличительных замеров, и комплект документов, подтверждающих действующие сроки проведенных проверок /аттестации/ средств измерений /протоколы, свидетельства и др./.

3.6. На основании изложенного выше, комиссия составляет акт готовности ППС к проведению сличительных замеров. Форма акта приведена в приложении 3.

4. АНАЛИЗ НЕФТИ

4.1. Определение характеристик /физико-химических параметров/ нефти обеспечивает предприятие-владелец ППС совместно с предприятием, участвующим в учетно-расчетных операциях. При необходимости, владелец ППС привлекает для этих работ ВНИИы, территориальные институты и др.специализированные организации.

4.2. Пробы нефти при проведении сличительных замеров отбираются на узле учета нефти с помощью автоматического пробоотборника, а объединенная проба из калиброванного резервуара по ГОСТ 2517-80, после каждого цикла опорожнения /наполнения/ резервуара.

4.3. В процессе анализа определяются:

- упругость насыщенных паров по ГОСТ 1756-52;
- плотность нефти по ГОСТ 3900-47;
- вязкость нефти по ГОСТ 33-66;
- остаточное газосодержание по ОСТ 39-112-80;

- содержание воды в нефти по ГОСТ 2477-65;
- содержание солей в нефти по ГОСТ 21534-76;
- содержание мехпримесей по ГОСТ 6370-59.

Необходимость в проведении дополнительных анализов /иных физико-химических параметров нефти/ определяется комиссией, проводящей сличительные замеры.

4.4. Анализы нефти проводятся по параметрам таблицы I приложения 4 в процессе проведения подготовительных работ с представлением акта отбора пробы по установленной форме.

5. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ СЛИЧИТЕЛЬНЫХ ЗАМЕРОВ

5.I. В процессе проведения сличительных замеров должна быть обеспечена технология подготовки /сепарации/ и перекачки нефти в соответствии с действующим на данном ЦПС технологическим регламентом. Контроль за отсутствием свободного газа в нефти осуществляется с помощью индикатора фазового состояния ИФС-I, установленного /согласно п.2.I.6/ с регистрацией показаний на вторичном самопишущем приборе.

При наличии /регистрации ИФС-I/ свободного газа в нефти в процессе цикла сличительного замера, результат данного цикла аннулируется и цикл повторяется.

5.2. В зависимости от расположения узла учета нефти в технологической схеме подготовки и перекачки нефти, начиная с резервуарных парков и насосных внутренней и внешней перекачки нефти сличительные замеры могут проводиться по двум вариантам перекачки нефти через узел учета.

5.2.I. Первый вариант: после двухчасового отстоя в технологическом резервуаре нефть насосами перекачивается на узел учета нефти и принимается в калиброванном резервуаре согласно типовой схеме, приведенной в приложении 5.

5.2.2. Второй вариант: измеренное после двухчасового отстоя количество нефти в калиброванном резервуаре насосами перекачивается через узел учета нефти в магистральную насосную НПС согласно типовой схеме, приведенной в приложении 6.

5.3. В зависимости от принятого для каждого НПС варианта сличительные замеры производятся или при наполнении калиброванного резервуара или при огорожнении его.

5.4. Сличительные замеры производятся циклами. Один цикл включает одно опорожнение или одно заполнение калиброванного резервуара. Измеряемые объемы нефти в каждом из циклов должны устанавливаться по показаниям счетчиков узла учета и не должны отличаться друг от друга более чем 3%. Измеряемый объем должен быть не менее величины, приведенной в приложении 7.

5.5. Производительность перекачки нефти через узел учета определяется техническими возможностями калиброванного резервуара, определяемыми пропускной способностью дыхательных и предохранительных клапанов в соответствии с технологической картой, устанавливающей производительность заполнения /опорожнения/, минимальную высоту технологического остатка и максимальный уровень наполнения.

5.6. Количество рабочих измерительных линий на узле учета определяют, исходя из расчета обеспечения загрузки ТПР в трех диапазонах: 40÷60%, 60÷80% и 80÷100% его паспортной производительности

В каждом диапазоне загрузки ТПР должно быть проведено 10 циклов сличительных замеров.

5.7. Расчетные значения времени наполнения /опорожнения/ калиброванного резервуара при различных загрузках ТПР в зависимости от типоразмеров ТПР приведены в приложении 7 настоящей типовой методики.

5.8. При проведении сличительных замеров по первому ва-

рианту /п.5.I.I./ начальный отсчет показаний счетчиков производят при установившемся режиме перекачки в одном из выбранных диапазонов загрузки ТПР /см.п.5.6./ с одновременным переключением потока нефти в калиброванный резервуар и отключением потока в нефтепровод на НПС. Конечный отсчет показаний счетчиков производят после наполнения объема нефти согласно п.5.4. одновременным отключением потока в калиброванный резервуар и переключением в нефтепровод НПС.

5.9. При проведении сличительных замеров по второму варианту /п.5.I.2./ начальный отсчет показаний счетчиков производят при установившемся режиме перекачки в одном из выбранных диапазонов загрузки ТПР /см. п.5.6./ с одновременным переключением поступления нефти на узел учета с технологического резервуара на калиброванный резервуар.

Конечный отсчет показаний счетчиков производят после откачки из калиброванного резервуара объема нефти согласно п.5.4 и переключения потока с калиброванного резервуара на технологический резервуар.

5.I0. Переключение потока нефти должно быть организовано таким образом, чтобы время перевода потока нефти в калиброванный резервуар и время перевода потока с наполненного резервуара в нефтепровод НПС различались между собой не более чем $\pm$ 2,5%

5.II. Сличение показаний рабочего ТПР с контрольным, по решению комиссии, должно проводиться до начала сличительных замеров и после каждых 5 циклов. Если разность показаний рабочего и контрольного ТПР, деленная на количество прошедшей нефти (в процентах) превышает сумму относительных значений погрешностей рабочего и контрольного ТПР, то результаты предыдущих циклов сличительных замеров аннулируются и циклы повторяются вновь после устранения причин отклонения показаний рабочего ТПР.

5.I2. Периодичность оперативного контроля технологических параметров при проведении сличительных замеров выбирают в зависимости от принятой продолжительности цикла, определяемой согласно приложению 7, в диапазоне 2,5÷5ч через каждые 0,5ч, а свыше 5ч - каждый час.

5.I3. В процессе проведения циклов сличительных замеров контролируются следующие технологические параметры, характеризующие режим перекачки нефти:

5.I3.I. На узле учета:

- температура нефти на входном и выходном коллекторах с помощью ртутных термометров с ценой деления 0,5°С, установленных в термокарманах, врезанных в нефтепровод;

- давление на входе в измерительную линию, после фильтра и на выходе измерительной линии;

- расход нефти через узел учета по мгновенным указателям расхода шкафа вторичной аппаратуры;

- отбираются с помощью автоматического пробоотборника пробы нефти для определения параметров, согласно таблице I приложения 8.

5.I3.2. В резервуарном парке:

- высота взлива нефти /при варианте по п.5.2.I/ до заполнения калиброванного резервуара порцией согласно п.5.4. стандартной рулеткой типа РЛ-20 с ценой деления ± I мм по ГОСТ 7502-69. Процесс наполнения контролируется с помощью уровнемеров, входящих в состав оборудования резервуара, или с помощью сигнализатора предельного уровня;

- измеряется давление перед входной задвижкой наполняемого резервуара;

- после заполнения калиброванного резервуара порцией нефти при цикле/по варианту согласно п.5.2.I/и опорожнения /по варианту согласно п.5.2.2./и двухчасового отстоя отбирается объединенная проба нефти по ГОСТ 2517-80 и определяется средняя

температура и плотность нефти пикнометром с точностью 0,0005 г/см^3.

Количество измерений каждого технологического параметра за время цикла определяется возможностью подтверждения стабильности параметров в допустимом диапазоне и должно быть не менее 5.

Результаты измерений регистрируют в таблице 2 приложения 8.

6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОПРАВОЧНОГО КОЭФФИЦИЕНТА

6.1. Количество нефти на узле учета и в калиброванном резервуаре определяют по РД 39-30-627-81 "Инструкция по учету нефти в нефтегазодобывающих объединениях" и результаты заносят в таблицы приложений 8.

6.2. Результаты сличительных замеров по каждому циклу измерений обрабатываются согласно ГОСТ 8.207-76 и представляются согласно формы приложения 9.

6.3. Относительные расхождения значений массы нефти по счетчикам узла учета и калиброванному резервуару для каждого цикла измерений δ_i определяют:

для варианта наполнения калиброванного резервуара

$$\delta_i = \frac{M_{pi} + П_{pi}}{M_{yi}} ; \qquad /1/$$

для варианта опорожнения калиброванного резервуара

$$\delta_i = \frac{M_{pi} - П_{pi}}{M_{yi}} , \qquad /2$$

где M_{yi} – значение массы нефти, определенной по узлу учета для i-го цикла измерения, т;

M_{pi} – значение массы нефти, определенной по калиброванному резервуару для i-го цикла измерения, т;

$П_{pi}$ – значение величины потерь нефти от естественной убыли /испарения/ для i-го цикла измерения, т;

i – порядковый номер цикла измерения.

6.4. Значение величины потерь нефти от испарения для каждого цикла измерения определяют по формуле

$$П_{pi} = \frac{\alpha \cdot N_i \cdot M_{pi}}{1000}, \qquad /3/$$

где α = 0,60, если цикл сличительного замера осуществляется путем наполнения калиброванного резервуара;

α = 0,40, если цикл сличительного замера осуществляется путем откачки нефти из калиброванного резервуара;

N_i – норма естественной убыли нефти, кг/т.

6.5. Значения норм естественной убыли i-го цикла измерения для товарных нефтей месторождений страны определяют согласно действующим на момент проведения сличительны. замеров нормативным документам, утвержденным Госснабом СССР.

6.6. Производят анализ полученных относительных расхождений значений массы нефти δ_i и выявляют промахи по методу, приведенному в МИ 224-80.

При числе промахов больше 2, все результаты проведенных сличительных замеров аннулируются и все сличительные замеры производят вновь.

6.7. Поправочный коэффициент для каждого диапазона расхода ТПР 40÷60, 60÷30 и 80÷100%, согласно п.5.4., определяют по формуле

$$\delta_{i\,40-60(60-80;80-100)} = \frac{\sum_{i}^{n} \delta_{i\,40-60(60-80;80-100)}}{n}, \quad /4/$$

где n – число значений δ_i, полученное после анализа по п.6.6.

6.8. Поправочный коэффициент по данному узлу учета в диапазоне расходов 40÷100% загрузки ТПР определяется по формуле

$$\delta_{40-100} = \frac{K_1 \cdot \delta_{40-60} + K_2 \cdot \delta_{60-80} + K_3 \cdot \delta_{80-100}}{K_1 + K_2 + K_3}, \quad /5/$$

где K_1, K_2 и K_3 – долл времени работы узла учета нефти в режиме соответственно 40÷60, 60÷80 и 80÷100% загрузки ТПР от общего времени работы узла учета, согласно п.3.3.настоящей методики.Причем $K_1+K_2+K_3=1$. При отсутствии одного из приведенных диапазонов в реальной эксплуатации узла учета соответствующий К будет равен нулю.

6.9. По результатам приведенных сличительных замеров комиссия оформляет акт /по произвольной форме/, в котором отражает соблюдение условий проведения измерений, регламентированных утвержденной методики конкретного ППС, и анализирует полученные результаты значений поправочного коэффициента в диапазоне загрузки ТПР 40÷100% паспортной производительности/приводятся результаты по форме приложения 9/ и рекомендует для утверждения руководством Миннефтепрома значение поправочного коэффициента для конкретного ППС.

6.10.При возникновении разногласий между членами комиссии акт подписывается всеми членами с изложением особого мнения члена комиссии, имеющего его.

Окончательное решение по установлению поправочного коэффициента принимается руководством Миннефтепрома.

7. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

7.I. Производственный персонал, проводящий эксплуатацию и обслуживание ППС, привлекаемый к проведению сличительных замеров, должен быть обучен и проинструктирован соблюдению правил техники безопасности в установленном на предприятии порядке, согласно утвержденным инструкциям. Инструкции, определяющие круг служебных обязанностей, порядок проведенияо основных эксплуатационных операций, ремонтных и аварийных работ и необходимые при этом мероприятия по пожарной безопасности и производственной санитарии, утверждаются в установленном порядке.

7.2. Члены комиссии, участвующие в сличительных замерах, должны проходить инструктаж /с росписью в журнале/ по технике безопасности и протипопожарной технике, соблюдение основных положений Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок /ПТБ и ПТЭ/, Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности и СНиП Ш-4-80, применительно к данному ППС и резервуарному парку.

7.3. Замеры уровня нефти и отбор проб в резервуарах с избыточным давлением в газовом пространстве до 20 мм водяного столба могут производиться вручную через открытый замерный люк с помощью рулетки-лота и ручного пробоотборника.

Запрещается эти работы производить во время грозы, гололеда и скорости ветра свыше 8 м/с.

7.3. Отверстие замерного люка по внутреннему диаметру должно быть снабжено кольцом из материала, не дающего искр при движении замерной ленты.

7.4. При открывании замерного люка, замере уровня, отборе проб нельзя становиться с подветренной стороны по отношению к замерному люку.

7.5. После операций по измерению высоты взлива нефти в резервуаре и отбору проб нефти для производства анализов, крышка люка должна быть плотно закрыта.

7.6. По решению руководства предприятия-владельца ППС и резервуарного парка может быть оформлен наряд-допуск на производство работ повышенной опасности для членов комиссии при производстве работ по измерению высоты наполнения нефти в резервуаре и отбору проб. Форма наряд-допуска приведена в приложении 4 СНиП Ш-4-80.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение I

ТЕРМИНЫ

используемые в настоящем РД и их определения

Термин	Определение
I	2
Товарная нефть	Нефть, удовлетворяющая требованиям ГОСТ 9965-76 "Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия".
Пункт приема-сдачи	Объект, на котором производятся учетно-расчетные операции количества нефти как с помощью узла учета нефти, так и с помощью резервуаров.
Учетно-расчетная операция	Операция, проводимая между поставщиком и потребителем, заключающаяся в определении массы нефти для последующих расчетов, а также при арбитраже.
Узел учета нефти	Объект, на котором производятся учетно-расчетные операции количества нефти с применением турбинных счетчиков и приборов контроля качества нефти.
Резервуар для учетно-расчетных операций (калиброванный резервуар)	Техническое средство с определенными метрологическими характеристиками, предназначенное для хранения, приема, отпуска нефти и нефтепродуктов и измерения объема (а в совокупности со средствами измерения уровня, плотности и др. - для измерения массы) и имеющее градуировочную характеристику согласно

Продолжение приложения I

I	2
	ГОСТ 8.380-80 "ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические вместимостью 100-50000 м^3. Методы и средства поверки".
Градуировочная характеристика резервуара /калибровочная таблица/	Зависимость вместимости резервуара от уровня заполнения резервуара жидкостью, составленная в виде таблицы.
Вместимость резервуара	Объем корпуса, ограниченный высотой налива с учетом возможных деформаций стенки и днища.

Приложение 2

П Е Р Е Ч Е Н Ь

нормативных документов, используемых для определения количества нефти на узлах учета

I. ГОСТ 9965-76	Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия.
2. ГОСТ 2517-80	Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
3. ГОСТ 3900-47	Нефтепродукты. Методы определения плотности.
4. ГОСТ 2477-65	Нефтепродукты. Метод количественного определения содержания воды.
5. ГОСТ 21534-76	Нефть. Методы определения содержания хлористых солей.
6. ГОСТ 6370-59	Нефтепродукты и присадки. Метод определения содержания механических примесей.
7. ГОСТ 1756-52	Топливо моторное. Метод определения давления насыщенных паров.
8. ГОСТ 14203-69	Нефть и нефтепродукты. Диэлькометрический метод определения влажности.
9. ГОСТ 8.002-71	Государственная система обеспечения единства измерений. Организация и порядок проведения поверки, ревизии и экспертизы средств измерений.

1	2
10. ГОСТ 8.380-80	Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные цилиндрические вертикальные вместимостью 100-50000 м^3. Методы и средства поверки.
11. ГОСТ 8.378-80.	ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Норма точности определения массы в резервуарах при учетно-расчетных операциях.
12. Правила эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководство по их ремонту. М., Недра, 1977.	
13. ГОСТ 8.011-72	ГСИ. Показатели точности измерений и формы представления результатов измерений.
14. ГОСТ 8.326-78	ГСИ. Метрологическое обеспечение разработки, изготовления и эксплуатации нестандартизованных средств измерений. Основные положения.
15. ГОСТ 6479-73	Смазки пластичные. Метод определения содержания механических примесей, разложением соляной кислотой.
16. ГОСТ 8.417-81 СТ СЭВ 1052-78	Метрология. Единицы физических величин.
17. ГОСТ 8.207-76	ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов измерений. Основные положения.
18. ОСТ 39-102-79	Нефть. Спектральный метод определения содержания воды.
19. РД 39-30-627-81	Инструкция по учету нефти в нефтегазодобывающих объединениях. Уфа-1981.

I	1	2
20		Временные рекомендации по проектированию и эксплуатации узлов учета нефти с турбинными счетчиками. Уфа-1981.
21.	МИ 223-80	Методические указания. Преобразователи расхода турбинные. Методы и средства поверки преобразователей.
22.	МИ 224-80	Методические указания. Преобразователи расхода турбинные контрольные. Методы и средства поверки контрольных преобразователей трубопоршневой установки.
23.	МИ 225-80	Методические указания. Преобразователи расхода турбинные. Методы и средства поверки преобразователей комплектом контрольного преобразователя и трубопоршневой установки.
24.	МИ 226-80	Датчик влагосодержания "Акринол". Методы и средства поверки датчиков.
25.	МИ 227-80	Датчики измерения плотности жидкости "Денситон". Методы и средства поверки датчиков плотности.
26.	МИ 228-80	Центральный блок обработки и индикации данных. Методы и средства поверки центрального блока.
27.	МиХа 05-04-78*	Методика градуировки и поверки турбинных счетчиков на узлах учета нефти параллельно подключенной ТПУ.
28.	МиХа 05-05-78*	Установки трубопоршневые. Методика аттестации на весовом поверочном стенде.

I	2
29. МиХа 05-06-78*	Установки трубопоршневые. Методика аттестации с помощью трубопоршневой установки.
30. Ха 2.390.016.ДІ*	Блок электронный НОРД-ЭЗМ. Методы и средства поверки.

31. Методика* поверки /аттестации/ электронного блока "Ротоквант" типа ЕТК.

32. Бибрационные плотномеры. Методика поверки. ВПО "Союзнефтеавтоматика", 1979 г.

33. Методика* аттестации /поверки/ вторичной электронной аппаратуры "Солартрон".

34. Методика* поверки /аттестации/ вторичного прибора турбинного расходомера "Турбоквант" типа ТОІ-02І.

35. Методика* градуировки и поверки диэлькометрических влагомеров "Камко", "Аквинол", "УВН-2МС".

36. Методические указания № 332. Приготовление и аттестация образцовых искусственных проб /эмульсий/ для поверки и градуировки влагомеров.

37. Методические указания № 333. Поверка диэлькометрических влагомеров для нефти по ГОСТ 14203-69.

38. Особые условия поставки нефти, утвержденные Постановлением Госснаба СССР и Госарбитража СССР от 6 августа 1974г. № 53/93

39. Постановление Госснаба СССР от 6 июня 1977г. № 30.

I	2

Ю..С.Г.Рабинович. Погрешности измерений. "Энергия", 1978.

4I. В.М.Шиголев. Математическая обработка наблюдений, "Наука", М., 1969.

ПРИМЕЧАНИЕ: Методики, обозначенные *, будут заменяться на Методические указания, разрабатываемые в установленном порядке.

Приложение 3

Рекомендуемая
форма протокола

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель предприятия,
принимающего нефть

_ _ _ _ _ _ _ _ _ Ф.И.О.

" " 1982 г.

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель предприятия,
сдающего нефть

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ Ф.И.О.

" " 1982 г.

П Р О Т О К О Л

технического совещания комиссии по проведению сличительных замеров количества нефти

по _ _ /указать наименование ППС/ _ _ _ _.

Присутствовали:

Указать состав комиссии, назначенной совместным приказом Главтюменнефтегаза и Главтранснефти.

Повестка дня:

Рассмотрение результатов подготовительных работ для проведения сличительных замеров согласно методики проведения, разработанной предприятиями, участвующими в учетно-расчетных операциях нефти для конкретного ППС и выдача заключения о готовности ППС к проведению сличительных замеров.

Раздел I. Соответствие узла учета техническим требованиям, изложенным в типовой методике. Приложить копии свидетельств /протоколов поверки/ средств измерений в соответствии с методическими указаниями Госстандарта.

Раздел 2. Соответствие калиброванного резервуара требованиям, предъявляемым методикой проведения сличительных замеров. Наличие градуировочной характеристики на резервуар.

Раздел 3. Соответствие техническим требованиям к технологическим трубопроводам и запорной арматуре. Привести акты испытания трубопроводов с выхода узла учета до калиброванного резервуара и запорной арматуры согласно формам I, 2 к настоящему протоколу.

Раздел 4. Наличие средств измерений и оборудования для проведения исследования физико-химических параметров нефти и квалифицированных специалистов.

Заключение о готовности к проведению сличительных замеров.

Приложение: копии свидетельств о поверке СИ, акты и др.

Подписи: председатель комиссии Ф.И.О.

члены комиссии Ф.И.О.

Дата, подписи.

Приложение 3

Форма I

УТВЕРЖДАЮ

Главный механик ППС

_____Ф.И.О.

" " 1982г.

А К Т

ревизии и отбраковки трубопроводов и арматуры

по _____ ППС в период с _____ по
/наименование/

_____1982г. произведена ревизия трубопроводов и арматуры по "Перечню ответственных технологических трубопроводов".

Результаты ревизии приведены ниже.

№ п/п	Наименование и назначение трубопровода. Описание выявленных дефектов их расположения	Среда	Параметр работы трубопровода		Исполнитель	Примечание
			рабочее давление	температура		
1	2	3	4	5	6	7

На остальных трубопроводах дефектов, подлежащих ремонту, не обнаружено.

Ответственные за проведение ревизии:

со стороны владельца ППС _____Ф.И.О. /подпись/

со стороны предприятия, принимающего нефть

_____Ф.И.О. /подпись/

Приложение 3

Форма 2

А К Т №

на испытаниеэ задвижек /наименование ПИС/

Мы, нижеподписавшиеся, _ _ _ представители организаций, _ _

_ _ _ _ _ участвующих в учетно-расчетных операциях/ _ _ _ _ _ _

составили настоящий акт в том, что задвижки типа _ _ _ _ _ _ _ _,

диаметром _ _ _ _ _ _ _ _ мм, в количестве _ _ _ _ _ _шт., уста-

новленные на _ _ /место установки на технологической схеме/ _ _

были испытаны на плотность путем _ _ /указать способ/ _ _, причем

в течение _ _ _ _ _ мин. жирных пятен, подтеков не появилось, что

указывает на плотность прикрытия.

Корпусы задвижек подвергались гидравлическому испытанию на плотность и прочность при давлении _ _ _ _ _ _ кгс/см^2.

Испытание арматуры произведено в соответствии с требованиями "РУ-75". Руководящие указания по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке технологических трубопроводов".

Арматура испытание выдержала и может быть допущена к дальнейшей эксплуатации в соответствии с паспортными данными.

Подписи:

Дата:

Приложение 4

РЕЗУЛЬТАТЫ

исследования товарной нефти, отобранной
по _____
(наименование узла учета, предприятие-владелец узла учета)

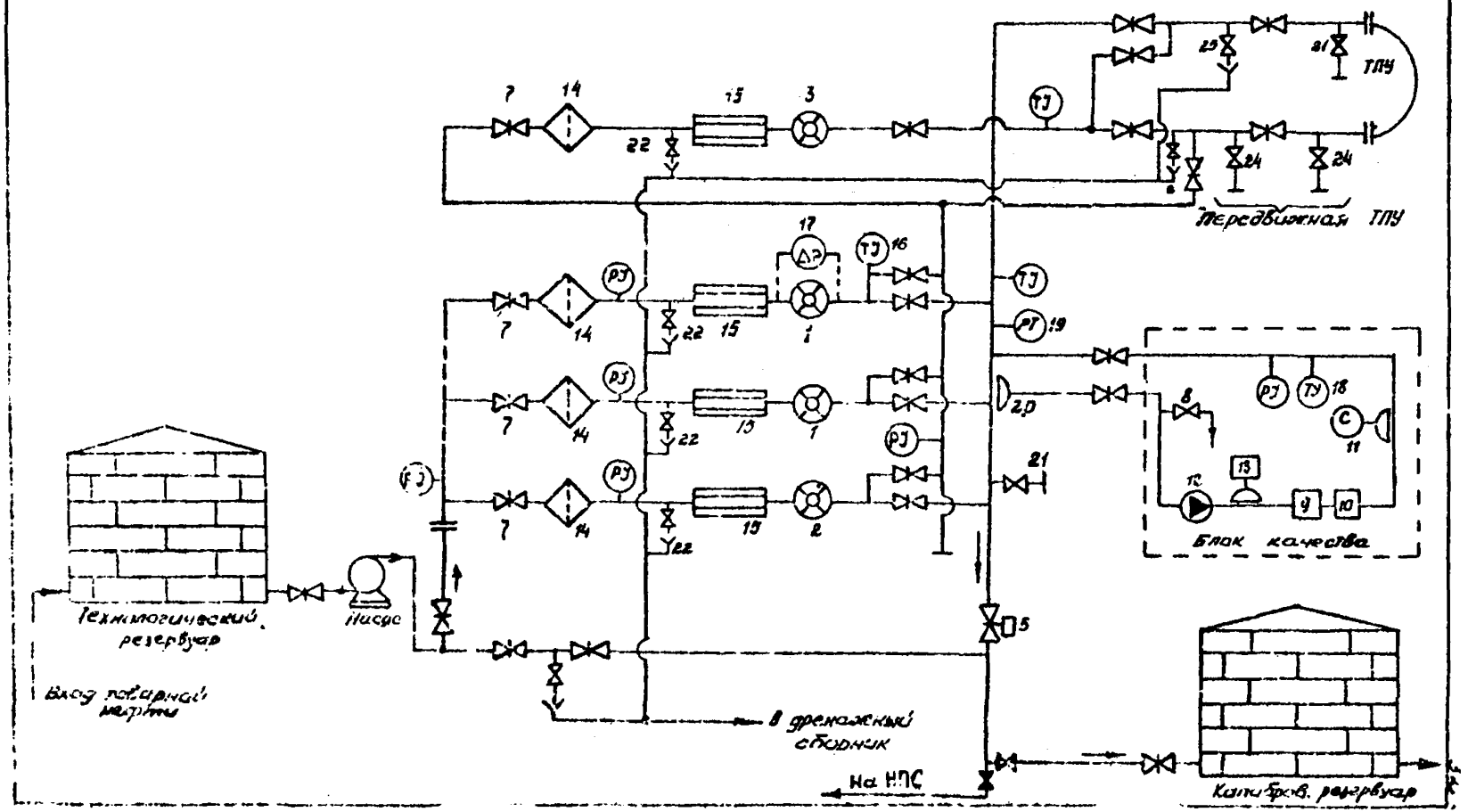
Таблица I

Дата и время (мосх.) отбора пробы	Условия при отборе проб на ДНН		Упругость насыщенных паров нефти, мм рт. ст	Газовый фактор (объем газа приведен к стандартным условиям: 20°С и 760мм рт.ст)		Плотность нефти на узле учета кг/м³			Содержание в нефти, % вес				Вязкость, сСт
	Р, атм	t, °С		м³/т	м³/м³	при t и Р отбора с учетом газонасыщенности	ГОСТ3900-47 (пикнометр) при температуре отбора	ГОСТ3900-47 (пикнометр) при 20°С	воды	хлористых солей мг/л	мех. примесей		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4

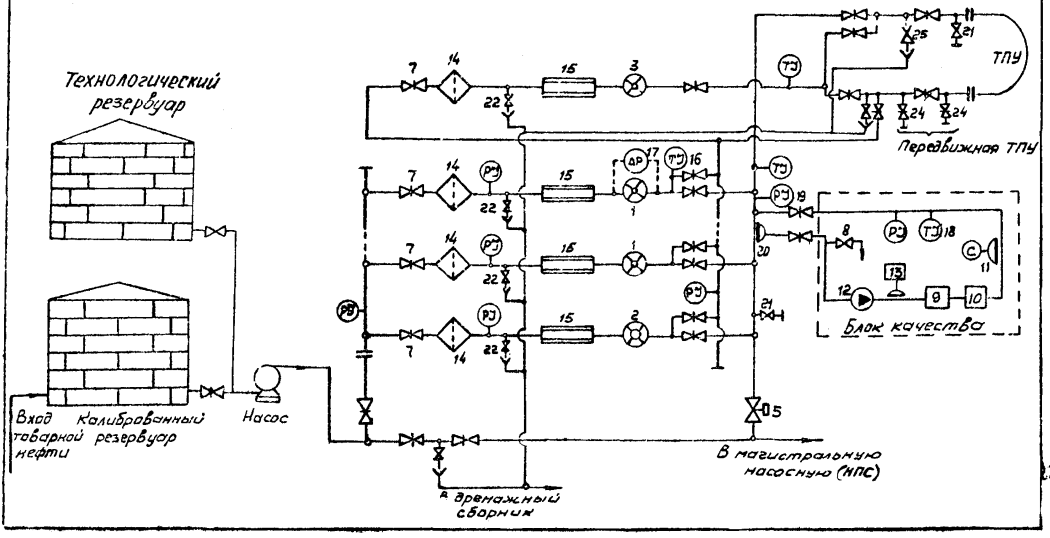
Ф.И.О. исполнителей

Подписи:

Типовая технологическая схема спичительных замеров количества нефти
(вариант: технологический резервуар - узел учета - калиброванный резервуар)



Типовая технологическая схема сличительных замеров кол-ва нефти (вариант: калиброванный резервуар – узел учёта – магистральный нефтепровод)



Продолжение приложений 5,6

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

принятые в типовой технологической схеме

1 – рабочие измерительные линии.

2 – резервная измерительная линия.

3 – контрольная измерительная линия.

5 – устройство регулирования давления на узле учета.

7 – задвижки для переключения.

8 – вентиль отбора проб.

9 – плотномер.

10 – влагомер.

11 – солемер.

12 – насос циркуляционный.

13 – автоматический пробоотборник.

14 – фильтр.

15 – струевыпрямитель.

16 – термометр ртутный с ценой деления 0,5°С.

17 – манометр дифференциальный (переносной).

18 – термометр ртутный с ценой деления 0,5°С.

19 – манометр электроконтактный.

20 – пробозаборное устройство.

21 – патрубок для подключения прибора для определения свободного газа.

22 – дренаж открытый.

24 – патрубки для подключения передвижной ТПУ.

25 – Вентуз.

ДАННЫЕ

по определению минимальных объемов нефти при цикле сличительного замера, времени наполнения (опорожнения) при различных загрузках ТПР разных типоразмеров

Тип турбинного преобразователя расхода	Диаметр, мм	Загрузка, в % от паспортной производительности, м³/ч				РВС-5000					РВС-10000				
		100	80	60	40	Объем нефти при наполнении (опорожнении), м³	Разность уровней нефти, см	Время наполнения (опорожнения), мин. при загрузке ТПР в диапазоне, %			Объем нефти при наполнении (опорожнении), м³	Уровень нефти см	Время наполнения (опорожнения), мин. при загрузке ТПР в диапазоне, %		
								40÷60	60÷80	80÷100			40÷60	60÷80	80÷100
Турбокванг	I50	550	440	330	220	I830	400	500-333	333-250	250-200	3660	400	I000-666	666-500	500-400
	200	II00	880	660	440	I830	400	250-I66	I66-I25	I25-I00	3660	400	500-332	332-250	250-200
	250	I900	I520	II40	760	I830	400	I44-96	96-72	72-58	3660	400	288-I92	I92-I44	I4(II6
С м и т	I50	650	520	390	260	I830	400	420-282	282-2II	2II-I69	3660	400	844-564	564-422	422-338
	200	I200	960	720	480	I830	400	229-I52	I52-II4	II4-92	3660	400	458-304	304-228	228-I84
	250	I900	I520	II40	760	I830	400	I44-96	96-72	72-58	3660	400	288-I92	I92-I44	I44-II6
Н о р д	I50	500	400	300	200	I830	400	549-366	366-275	275-220	3660	400	I098-732	732-550	550-44(
	20(	900	720	540	360	I830	400	305-203	203-I52	I52-I22	3660	400	7I0-406	406-304	304-24•

ПРИМЕЧАНИЕ: I. Согласно градуировочных характеристик на РВС-5000 и РВС-I0000 I см соответствует 4,580 м3 и 9,160 м³. Принимая возможную ошибку измерения высоты уровня нефти в калиброванном резервуаре, равную ±2 мм и относительную погрешность определения объема нефти, вносимую ошибкой измерения высоты уровня, принимаемую 0,05%, получим значения порции нефти при цикле сличительного замера, равную для РВС-5000 V_{min}=I830 м³ или 400 см по градуировочной характеристике и для РВС-I0000 V_{min} = 3660 м³ или 400 см по градуировочной характеристике на резервуар.

Приложение 8

Таблица I

РЕЗУЛЬТАТЫ

измерений количества нефти по узлу учета

_____,

(наименование предприятия-владельца узла учета)

Порядковый номер цикла	Дата проведения	Показания счетчиков: начало цикла		конец цикла		за цикл		Температура, нефти, °С		Давление, МПа		Номер паспорта на	Содержание: воды %	хлористых солей мг/л	хлористых солей %	механ. примесей, %	Кол-во балласта: в %	в т	Масса нефти, нетто, т	Примечание
		м³	т	м³	т	м³	т	на входе узла	на выходе узла	на входе	на выходе									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I

Примечания: I. На каждом диапазоне загрузки ТПР (40,60, 60-80 и 80-I00%) проводят по I0 измерений.

2. Приложить копию паспорта на нефть для каждой пробы (по гр.I3).

Ф.И.О. исполнителей

Подписи:

Приложение 8
Таблица 2

РЕЗУЛЬТАТЫ

измерения количества нефти в калиброванном резервуаре[X]

(наименование ПНС)

Порядковый номер цикла	Дата проведения	Уровень нефти, мм		Плотность кг/м³	Температура, средняя	Объем нефти м³	Масса нефти с балластом, т	Номер паспорта на нефть	Содержание			Количество балласта		Масса нетто т	Примечание
		до наполнения (опорожн.)	после наполнения (опорожн.)						воды, %	хлористых солей млг/л	%	Механических примесей, %	в %	в т	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечания: 1.[X] При заполнении нескольких резервуаров одновременно таблица приводится на каждый резервуар.

2. Приложить копию паспорта на нефть (по гр.9).

Ф.И.О. исполнителей Подписи

Приложение 9

РЕЗУЛЬТАТЫ

сличительных замеров количества нефти по

(наименование предприятия-владельца узла учета)

Порядковый номер цикла	Дата проведения	Масса нефти нетто по узлу учета Му,т	Масса нефти нетто по резервуару, Мр,т	Δ	Норма естественной убыли Н, кг/т	Величина потерь нефти на испарение, $П_р$, т	Относительное отклонение массы нефти ε_i, т	Среднее отклонение массы нефти $\varepsilon_{ср}$ 40÷60%	$\varepsilon_{ср}$ 60÷80%	$\varepsilon_{ср}$ 80÷100%	Значение поправочного коэффициента в диапазоне 40÷100%	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

ПРИМЕЧАНИЕ: На каждом из значений диапазона загрузки ТПР /40÷60, 60÷80 и 80÷I00%/ проводится I0 измерений.

Ф.И.О исполнителей

Подписи:

Приложение 10

"УТВЕРЖДАЮ"

Директор ВНИИСПТнефть

_____ Г.Г.Гумеров

" // " мая 1982г.

П Р Е Д Л О Ж Е Н И Я

института ВНИИСПТнефть по местам установки приборов ИЭС-1 на технологических объектах НГДО Главтюменнефтегаза

Согласно решения коллегии Миннефтепрома от 22 апреля 1982 г. (п. 10) институт рассмотрел технологические схемы и режимы сепарации нефти на объектах Главтюменнефтегаза и для контроля сепарации рекомендует:

1. Установить ИЭС-1 в следующих местах:

1. По производственному объединению "Нижневартовскнефтегаз":

1.1. НГДУ "Нижневартовскнефть" -

1.1.1. Нижневартовский ЦТП

- на ЦРП "Южное" - на расстоянии 5 ÷ 10 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор насосной внешней откачки;

- на ЦРП-1 после манифольдной на расстоянии 5 ÷ 10 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор насосной внешней откачки.

1.1.2. КСП-3 - после технологических резервуаров на расстоянии 5 ÷ 10 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор насосной внешней откачки.

1.1.3. КСП-9 - после резервуаров динамического отстоя на расстоянии 5 ÷ 10 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор насосной внешней откачки.

1.1.4. ЦРП "Северный" - на расстоянии 5 ÷ 10 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор насосной внешней откачки.

1.2. НГДУ "Белозернефть" -

1.2.1. Белозерный ЦТП - на расстоянии 5 ÷ 10 диаметров подводящего трубопровода от входа приемного коллектора подпорной

НПС "Белозерная".

I.3. НГДУ "Мегионнефть" -

I.3.I. Ватинский ЦТП - на расстоянии 5 + I0 диаметров подводящего трубопровода от входа приемного коллектора насосной внешней откачки

I.4. НГДУ "Варьеганнефть" -

I.4.I. Варьеганский ЦПС - на расстоянии 5 + I0 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор подпорной насосной НПС "Самотлор".

I.5. НГДУ "Урьевнефть" -

I.5.I. Локосовский ЦПС - на расстоянии 5 + I0 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор насосной внешней откачки.

I.6. НГДУ "Покачевнефть" - на расстоянии 5 + I0 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор насосной внешней откачки.

2. По производственному объединению "Сургутнефтегаз":

2.I. НГДУ "Сургутнефть" -

2.I.I. Западно-Сургутский ЦТП-I, ТХУ-2,3 на расстоянии 5 ÷ I0 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор насосной внешней откачки.

2.2. НГДУ "Лянторнефть" -

2.2.I. Западно-Сургутское ЦТП-2, ТХУ-I - на входе в приемный коллектор(2-3 диаметра перед задвижками № I24 и № I25) насосной станции внешней откачки.

2.3. НГДУ "Федоровскнефть" -

2.3.I. Федоровский ЦПС - два ИФС-I на расстоянии 5 - I0 диаметров подводящего трубопровода от входа соответственно в приемный коллектор насосной внешней откачки после резервуаров динамического отстоя и в приемный коллектор насосной УПН производства ГДР после буферной емкости БЕ-I.

2.4. НГДУ "Повхнефть" -

2.4.I. Повховский КСП на расстоянии 5 + I0 диаметров подводящего трубопровода от входных раздающих коллекторов насосных внешней откачки.

3. По производственному объединению "Юганскнефтегаз":

3.I. НГДУ "Юганскнефть" -

3.I.I. Усть-Балыкский ЦТП - на расстоянии 5 + I0 диаметров подводящего трубопровода от входа в приемный коллектор НПС "Остров" УМН ЗиСЗС.

3.2. НГДУ "Мамонтовнефть" -

3.2.I. Мамонтовский ЦПС - два ИФС-I соответственно на каждом приемном коллекторе насосной внешней откачки.

3.3. НГДУ "Правдинскнефть" -

3.3.I. Правдинский ЦПС - на входе приемного коллектора на расстоянии 2 + 3 диаметра после задвижки № 216 насосной внешней откачки.

4. По производственному объединению "Ноябрьскнефтегаз":

4.I. НГДУ "Холмогорскнефть" -

4.I.I. Холмогорский ЦТП - на расстоянии 5 + I0 диаметров подводящего трубопровода от входа приемного коллектора насосной внешней откачки.

П. В местах размещения ИФС-I предусмотреть постановку самопищущих мановакуумметров.

Ш. В целях выполнения исследований и анализа состояния процесса сепарации по всей технологической линии КСУ-ПУН предусмотреть постановку ИФС-I на Федоровском ЦПС дополнительно в следующих местах:

I. Перед задвижкой приемного патрубка резервуара динамического отстоя.

2. После задвижки раздаточного патрубка резервуара динамического отстоя.

3. На выходе выходного коллектора насосной внешней откачки.

4. На узле учета.

Зам.директора по научной работе	Ю.И. Толкачев
Зам.директора по научной работе	Р.Г.Исхаков
Зав.лабораторией	Н.А.Кондратьев
Зав.сектором	Д.М.Ериль
Зав.сектором	Ш.И.Рахматуллин
С.н.с.	Б.А.Баринов

3.11.82. Рот нис сна,, 1588,, 150

gost.e-ecolog.ru